

Société d'énergie Qulliq



ᓱᓄᓪᓴᓄᓪᓴ ᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄ ᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄᓄ
Qulliq Energy Corporation
Société d'énergie Qulliq
Qulliq Alruyaktuqtunik Ikumatjutiit

Demande de permis pour projet d'immobilisations majeur

**REPLACEMENTS DES GROUPES ÉLECTROGÈNES POUR
KUGAARUK, CORAL HARBOUR, CHESTERFIELD INLET,
WHALE COVE ET POND INLET**

Novembre 2023



Table des matières

1		
2	1.0	Demande 1
3	2.0	Contexte 1
4	2.1	Kugaaruk..... 2
5	2.1.1	Contexte du projet..... 2
6	2.1.2	État et fonctionnement du groupe électrogène 3
7	2.1.3	Puissance garantie requise..... 4
8	2.2	Coral Harbour..... 5
9	2.2.1	Contexte du projet..... 5
10	2.2.2	État et fonctionnement du groupe électrogène 6
11	2.2.3	Puissance garantie requise..... 7
12	2.3	Chesterfield Inlet 7
13	2.3.1	Contexte du projet..... 7
14	2.3.2	État et fonctionnement du groupe électrogène 8
15	2.3.3	Puissance garantie requise..... 9
16	2.4	Whale Cove..... 9
17	2.4.1	Contexte du projet..... 9
18	2.4.2	État et fonctionnement du groupe électrogène 10
19	2.4.3	Puissance garantie requise..... 11
20	2.5	Pond Inlet..... 12
21	2.5.1	Contexte du projet..... 12
22	2.5.2	État et fonctionnement du groupe électrogène 12
23	2.5.3	Puissance garantie requise..... 13
24	3.0	Évaluation des options du projet 14
25	4.0	Répercussions du projet sur les contribuables..... 15
26	5.0	Arguments en faveur de la demande..... 16
27	6.0	Échéanciers du projet 16
28		
29		



1		
		Liste des tableaux
2	Tableau 2.1-1 : Groupe électrogène de Kugaaruk	3
3	Tableau 2.2-1 : Groupe électrogène de Coral Harbour	5
4	Tableau 2.3-1 : Groupe électrogène de Chesterfield Inlet	8
5	Tableau 2.4-1 : Groupe électrogène de Whale Cove	10
6	Tableau 2.5-1 : Groupe électrogène de Pond Inlet.....	12
7	Tableau 3.2-1 : Budget des projets (en milliers de \$)	15
8	Tableau 4.1-1 : Répercussions du projet de remplacement des groupes électrogènes sur	
9	les tarifs estimés.....	16

10		
11		Liste des figures

12	Figure 2.0-1 – Emplacement des collectivités visées par le projet de remplacement	
13	des groupes électrogènes	2
14	Figure 2,1-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène – avril 2019 à mars 2023.....	4
15	Figure 2.1-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise de la collectivité (kW).....	5
16	Figure 2.2-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène – avril 2019 à mars 2023.....	6
17	Figure 2.2-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise de la collectivité (kW).....	7
18	Figure 2.3-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène – avril 2019 à mars 2023.....	8
19	Figure 2.3-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise de la collectivité (kW).....	9
20	Figure 2.4-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène – avril 2019 à mars 2023.....	11
21	Figure 2.4-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise de la collectivité (kW).....	11
22	Figure 2.5-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène – avril 2019 à mars 2023.....	13
23	Figure 2.5-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise de la collectivité (kW).....	13
24		



1 1.0 Demande

2 Par la présente, la Société d'énergie Qulliq (SÉQ) dépose auprès du ministre dont elle
3 relève, conformément à l'article 18.1 de la *Loi sur la Société d'énergie Qulliq*, L.R.T.N.-O.
4 1988, ch. N-2, une demande de permis pour le projet de remplacement des groupes
5 électrogènes à Kugaaruk, à Coral Harbour, à Chesterfield Inlet, à Whale Cove et à Pond
6 Inlet. La SÉQ demande la permission d'aller de l'avant avec ces projets. Les
7 renseignements appuyant la demande de permis sont énoncés ci-dessous.

8 2.0 Contexte

9 La SÉQ s'engage à prévoir et à trouver des façons économiques et efficaces d'assurer un
10 approvisionnement énergétique sécuritaire, fiable et stable. La SÉQ utilise une formule de
11 planification de la puissance garantie requise (PGR) pour ses centrales diesel selon
12 laquelle il est possible d'atteindre 110 % de la charge de pointe prévue lorsque la plus
13 grande unité individuelle est hors service, sous réserve d'une appréciation technique. Ce
14 critère de planification est conforme à celui qu'utilise la Société d'énergie des Territoires
15 du Nord-Ouest pour ses collectivités isolées n'ayant qu'une seule source de production
16 d'énergie.

17 Il peut être nécessaire de faire le remplacement d'un groupe électrogène pour plusieurs
18 raisons, notamment :

- 19 1. La collectivité n'a pas la puissance installée suffisante pour satisfaire à la formule
20 de puissance garantie requise (PGR).
- 21 2. Le groupe électrogène a atteint la fin de sa durée de vie prévue en raison de son
22 âge ou de ses heures de service.
- 23 3. Des problèmes d'entretien compromettent la fiabilité de l'unité.
- 24 4. Il n'est plus possible de se procurer des pièces de rechange ou de remplacement.

25 La SÉQ présente une demande de permis pour projet d'immobilisations majeur consistant
26 à remplacer le groupe électrogène dans cinq collectivités : Kugaaruk, Coral Harbour,
27 Chesterfield Inlet, Whale Cove et Pond Inlet. L'emplacement de ces collectivités est indiqué
28 à la figure 2.0.1

29



1
2

Figure 2.0-1 – Emplacement des collectivités visées par le projet de remplacement des groupes électrogènes



3
4

2.1 Kugaaruk

2.1.1 Contexte du projet

7 Kugaaruk se trouve dans la région de Kitikmeot, au Nunavut. La population de la collectivité
8 était de 1 033 habitants dans le recensement de 2021, ce qui représente une hausse de
9 10,7 % par rapport au recensement de 2016.¹ L'accès à la localité se fait principalement
10 par transport aérien à l'aéroport de Kugaaruk ou par transport maritime. Le tableau 2.1-1
11 présente le groupe électrogène actuellement installé dans la collectivité. Une génératrice
12 de secours Volvo D16 de 500 kW est aussi actuellement installée dans la collectivité.

¹ Statistique Canada. Recensement canadien de 2021. Accessible au : www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810000201&request_locale=fr Consulté le 11 septembre 2023.



1 **Tableau 2.1-1 : Groupe électrogène de Kugaaruk**

Numéro d'unité	Marque et modèle	Puissance (kW)	Année d'installation	Heures d'ouverture
G1	Detroit Diesel Series 60	320	2004	55 156
G2	Cat D 3508 B	550	2009	60 221
G3	Cat D 3508 B	550	2009	51 171

2
3 La SÉQ a reçu un permis pour projet d'immobilisations majeur afin de remplacer la centrale de
4 Kugaaruk en juin 2022. Après la réception de ce permis, la SÉQ a déterminé qu'elle ne remplacerait
5 pas la centrale de Kugaaruk à l'heure actuelle. Comme il est indiqué dans la réponse à
6 URRC-QEC-2 b)² dans le cadre du processus de demande de permis pour projet d'immobilisations
7 majeur de Kugaaruk et de Chesterfield Inlet, le programme du Fonds pour l'énergie dans l'Arctique
8 était doté d'un plafond fixe pour le financement total de tous les projets. Les coûts de la centrale
9 électrique ont augmenté à partir du moment auquel les budgets originaux ont été préparés et la
10 SÉQ a choisi d'accorder la priorité à l'achèvement d'autres projets couverts par le financement
11 disponible du Fonds pour l'énergie dans l'Arctique. Par conséquent, Kugaaruk a maintenant besoin
12 d'un nouveau groupe électrogène. La SÉQ propose de remplacer le groupe électrogène G1, une
13 unité de 320 kW, par une nouvelle unité de 550 kW.

14 Le projet porte sur la conception, l'achat et la livraison d'un groupe électrogène de 550 kW doté
15 d'un radiateur et d'un silencieux de type hospitalier, le renforcement de la fondation et des
16 structures de soutien de l'équipement auxiliaire, l'installation du nouveau groupe électrogène et de
17 tout l'équipement auxiliaire, la mise en service du nouvel équipement, sa mise à l'essai et son
18 incorporation dans le système de la centrale, la formation du personnel et la fourniture de dessins
19 conformes à l'exécution. Comme la puissance du groupe électrogène proposé est supérieure à
20 celle du groupe électrogène existant, la portée du projet comprend le renforcement de la fondation
21 et des structures de soutien, l'amélioration du système de carburant et certaines modifications de
22 l'automate programmable.

23
24 **2.1.2 État et fonctionnement du groupe électrogène**
25 Le groupe électrogène G1 de Kugaaruk est une unité de 320 kW dont l'installation date
26 de 2004. Depuis avril 2019, il a fonctionné pendant environ 25 % des heures dans l'année
27 (figure 2.1-1).

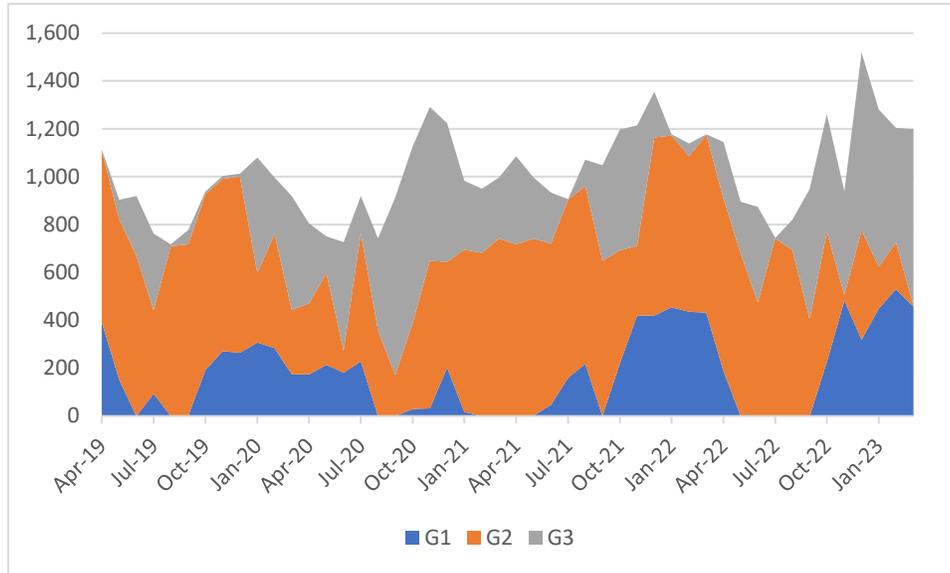
28

² URRC-QEC-2 b). 4 mars 2022.



1
2

Figure 2,1-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène – avril 2019 à mars 2023



3
4

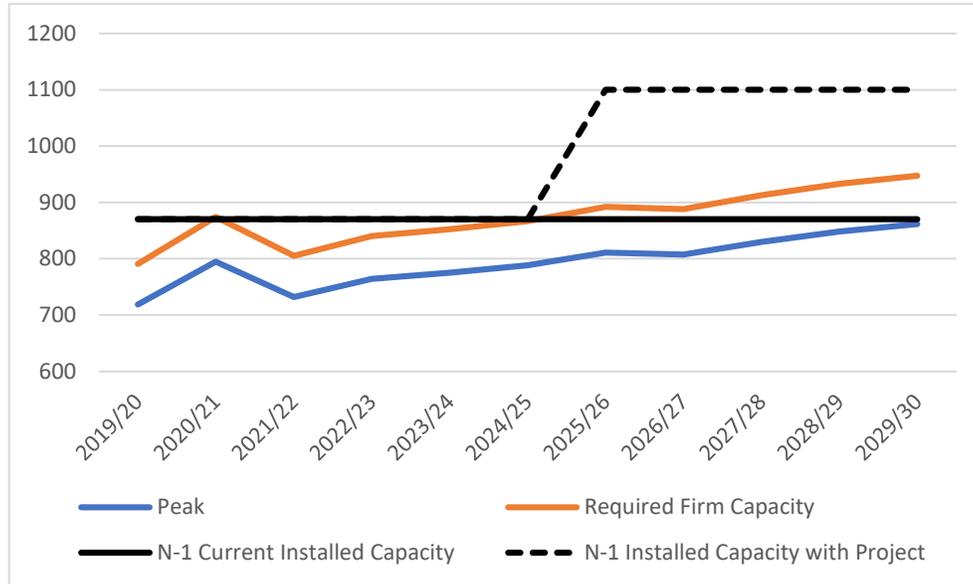
2.1.3 Puissance garantie requise

5
6 La pointe de la collectivité de Kugaaruk est en hausse depuis 2021-2022, accroissant le
7 besoin pour une puissance installée plus élevée. Selon les prévisions actuelles de la
8 demande de la SÉQ, la centrale existante sera incapable de répondre aux critères de
9 puissance garantie requise d'ici environ 2025, comme cela est indiqué à la figure 2.1-2.
10 Le remplacement de l'unité existante de 320 kW par une nouvelle unité de 550 kW
11 entraînerait une hausse de la puissance garantie disponible, permettant à la centrale de
12 répondre à la charge de pointe de la collectivité dans un avenir proche.



1
2

Figure 2.1-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise de la collectivité (kW)



3
4

2.2 Coral Harbour

2.2.1 Contexte du projet

Coral Harbour est situé sur l'île Southampton dans la région de Kivalliq, au Nunavut (figure 2.0-1). La population de la collectivité était de 1 035 habitants dans le recensement de 2021, ce qui représente une hausse de 16,2 % par rapport au recensement de 2016.³ L'accès à la localité se fait principalement par transport aérien à l'aéroport de Coral Harbour ou par transport maritime. Le tableau 2.2-1 présente le groupe électrogène actuellement installé dans la collectivité. Une génératrice de secours Volvo D16 de 500 kW est aussi actuellement installée dans la collectivité.

Tableau 2.2-1 : Groupe électrogène de Coral Harbour

Numéro d'unité	Marque et modèle	Puissance (kW)	Année d'installation	Heures d'ouverture
G1	MTU 12V4000	720	2019	19 361
G2	Cat D 3508	420	2005	67 350
G3	Cat D 3508	420	2005	65 493

15

³ Statistique Canada. Recensement canadien de 2021. Accessible au : www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810000201&request_locale=fr Consulté le 11 septembre 2023.



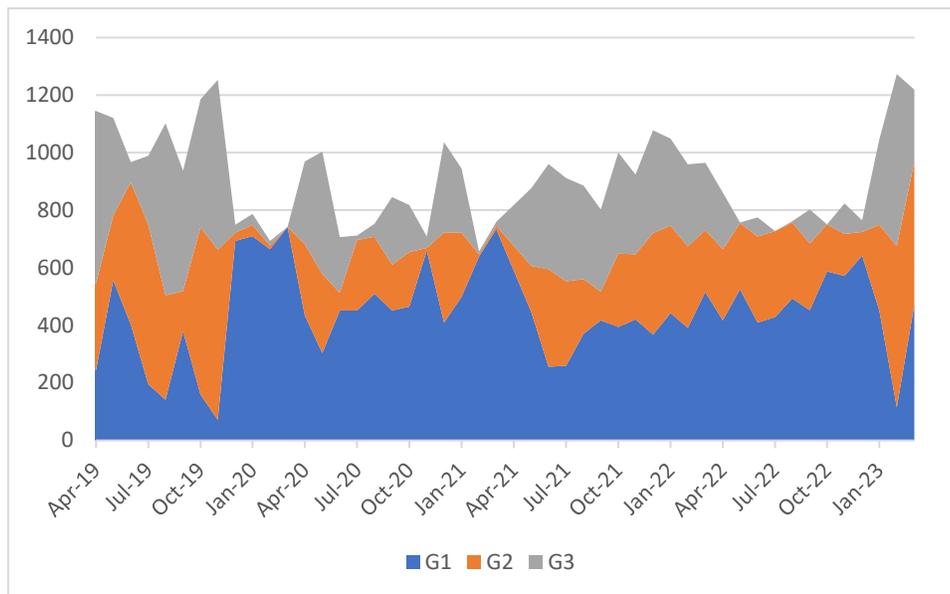
1 Le groupe électrogène G2 de Coral Harbour est une unité de 420 kW dont l'installation
2 date de 2005. La SEQ propose de remplacer le groupe électrogène G2 par une nouvelle
3 unité à puissance supérieure de 720 kW. La puissance du nouveau groupe électrogène
4 est supérieure à celle du groupe électrogène existant; par conséquent, il faudra procéder
5 au renforcement de la fondation et des structures de soutien, à l'amélioration du système
6 de carburant, du système de refroidissement et du système d'échappement, ainsi qu'à
7 certaines modifications de l'automate programmable.

8 Le projet porte sur la conception, l'achat et la livraison d'un groupe électrogène de 720 kW
9 doté d'un radiateur et d'un silencieux de type hospitalier, le renforcement de la fondation
10 et des structures de soutien de l'équipement auxiliaire, l'installation du nouveau groupe
11 électrogène et de tout l'équipement auxiliaire, la mise en service du nouvel équipement, sa
12 mise à l'essai et son incorporation dans le système de la centrale, la formation du personnel
13 et la fourniture de dessins conformes à l'exécution.

14 **2.2.2 État et fonctionnement du groupe électrogène**

15 Le groupe électrogène G2 de Coral Harbour est une unité de 420 kW dont l'installation date
16 de 2005. Depuis avril 2019, il a fonctionné pendant environ 32 % des heures dans l'année
17 (figure 2.2-1).

18 **Figure 2.2-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène –**
19 **avril 2019 à mars 2023**



20

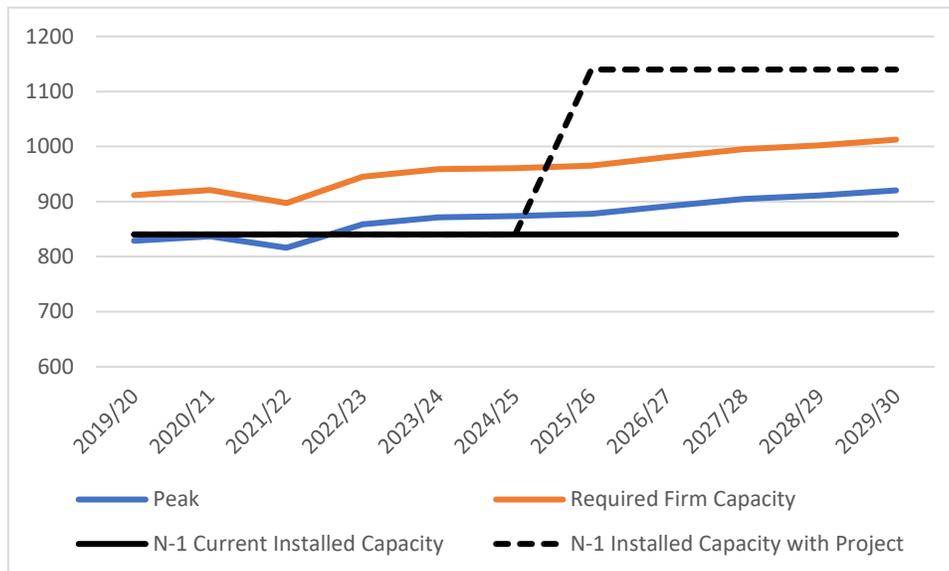
21



2.2.3 Puissance garantie requise

La pointe de la collectivité de Coral Harbour est en hausse depuis 2021-2022, accroissant le besoin pour une puissance installée plus élevée. La centrale actuelle de la SEQ ne répond pas aux critères de puissance garantie requise, comme cela est indiqué à la figure 2.2-2. Le remplacement de l'unité existante de 420 kW par une nouvelle unité de 720 kW entraînerait une hausse de la puissance garantie disponible.

Figure 2.2-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise de la collectivité (kW)



2.3 Chesterfield Inlet

2.3.1 Contexte du projet

Chesterfield Inlet est situé sur la rive de la baie d'Hudson dans la région de Kivalliq, au Nunavut (figure 2.0-1). La population de la collectivité était de 397 habitants dans le recensement de 2021, ce qui représente une baisse de 9,2 % par rapport au recensement de 2016.⁴ L'accès à la localité se fait principalement par transport aérien à l'aéroport de Chesterfield Inlet ou par transport maritime. Le tableau 2.3-1 présente le groupe électrogène actuellement installé dans la collectivité. Une génératrice de secours Volvo D16 de 500 kW est aussi actuellement installée dans la collectivité.

⁴ Statistique Canada. Recensement canadien de 2021. Accessible au : www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810000201&request_locale=fr Consulté le 11 septembre 2023.



1 Tableau 2.3-1 : Groupe électrogène de Chesterfield Inlet

Numéro d'unité	Marque et modèle	Puissance (kW)	Année d'installation	Heures d'ouverture
G1	Detroit Diesel Series 60	320	2010	60 650
G2	Detroit Diesel Series 60	320	2013	46 007
G3	Volvo TWD1643GE	400	2019	14 532

2
 3 La SÉQ a reçu un permis pour projet d'immobilisations majeur afin de remplacer la centrale de
 4 Chesterfield Inlet en juin 2022. Après la réception de ce permis, la SÉQ a déterminé qu'elle ne
 5 remplacerait pas la centrale de Chesterfield Inlet et, par conséquent, un remplacement du moteur
 6 est requis. La SÉQ propose de remplacer le groupe électrogène G1, une unité de 320 kW, par une
 7 unité plus récente de 320 kW.

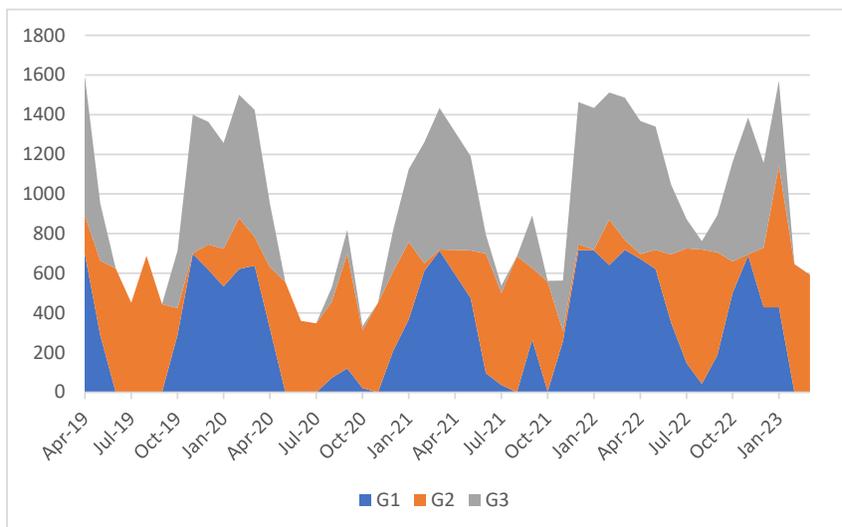
8 Le projet porte sur la conception, l'achat et la livraison d'un groupe électrogène de 320 kW doté
 9 d'un radiateur et d'un silencieux de type hospitalier, le renforcement de la fondation et des
 10 structures de soutien de l'équipement auxiliaire, l'installation du nouveau groupe électrogène et de
 11 tout l'équipement auxiliaire, la mise en service du nouvel équipement, sa mise à l'essai et son
 12 incorporation dans le système de la centrale, la formation du personnel et la fourniture de dessins
 13 conformes à l'exécution.

14

15 2.3.2 État et fonctionnement du groupe électrogène

16 Le groupe électrogène G1 de Chesterfield Inlet est une unité de 320 kW dont l'installation
 17 date de 2010. Il approche la fin de sa vie utile selon la durée de fonctionnement. Depuis
 18 avril 2019, il a fonctionné pendant environ 20 % des heures dans l'année (figure 2.3-1).

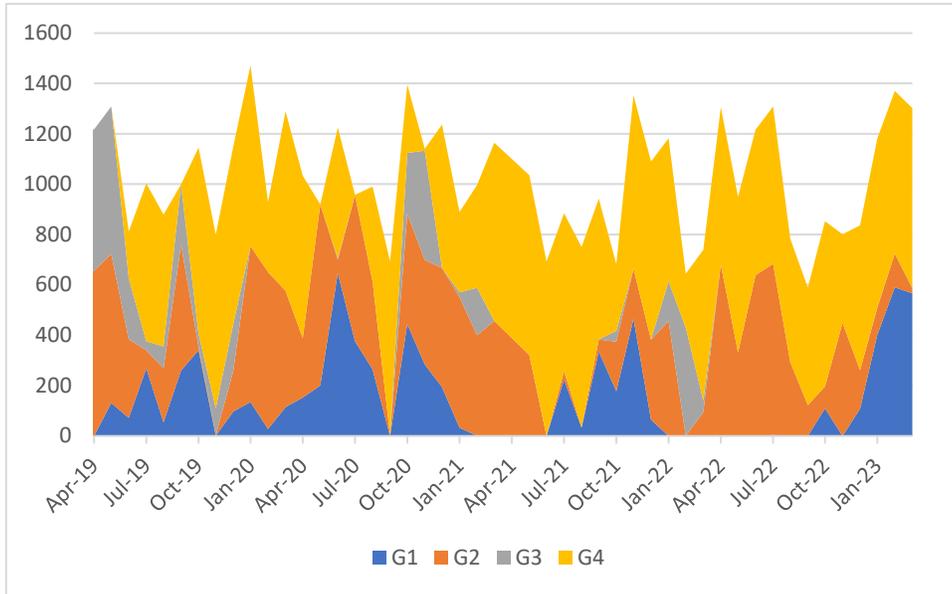
**19 Figure 2.3-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène –
 20 avril 2019 à mars 2023**



21



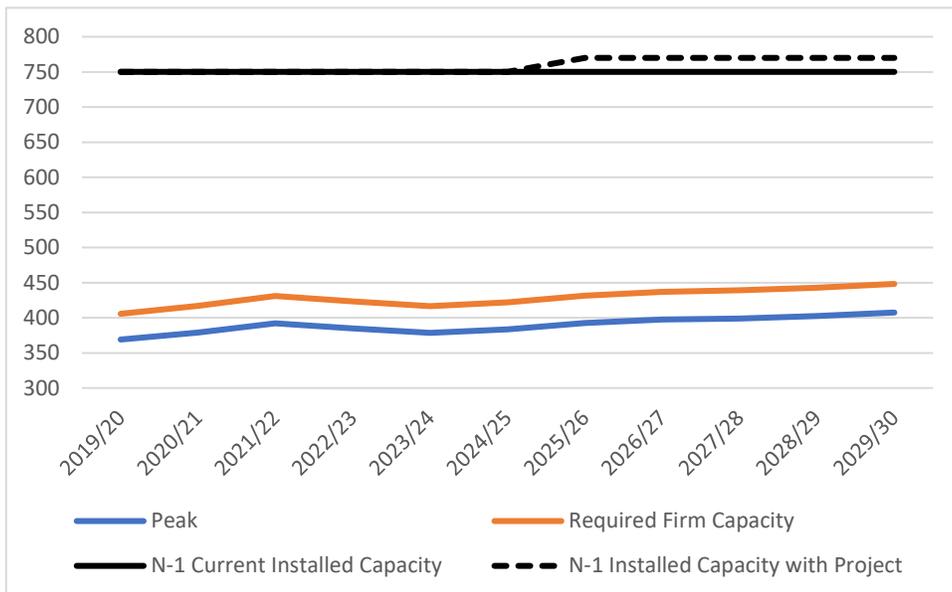
1 **Figure 2.4-1 – Heures de fonctionnement du groupe électrogène –**
 2 **avril 2019 à mars 2023**



3
 4 **2.4.3 Puissance garantie requise**

5 La pointe de la collectivité de Whale Cove a été plutôt stable. Le remplacement du G1
 6 vieillissant permettra à la collectivité de continuer à satisfaire aux critères de puissance
 7 garantie requise, comme cela est indiqué à la figure 2.4-2.

8 **Figure 2.4-2 – Charge de pointe et puissance garantie requise**
 9 **de la collectivité (kW)**





1 **2.5 Pond Inlet**

2 **2.5.1 Contexte du projet**

3 Pond Inlet est situé sur l'île de Baffin dans la région de Qikiqtaaluk, au Nunavut
4 (figure 2.0-1). La population de la collectivité était de 1 555 habitants dans le recensement
5 de 2021, ce qui représente une baisse de 3,8 % par rapport au recensement de 2016.⁶
6 L'accès à la localité se fait principalement par transport aérien à l'aéroport de Pond Inlet
7 ou par transport maritime. Le tableau 2.5-1 présente le groupe électrogène actuellement
8 installé dans la collectivité.

9 **Tableau 2.5-1 : Groupe électrogène de Pond Inlet**

Numéro d'unité	Marque et modèle	Puissance (kW)	Année d'installation	Heures d'ouverture
G1	MTU 12V4000	720	2020	6 445
G2	MTU 12V4000	850	2014	63 448
G3	Guascor SF360TA	550	2009	40 270
G4	Cat 3508	550	2021	7 268

10
11 Le projet comporte le remplacement du groupe électrogène G3 Guascor existant de 550 kW par
12 un nouveau groupe électrogène à puissance supérieure de 750 kW.

13 **2.5.2 État et fonctionnement du groupe électrogène**

14 La centrale électrique de Pond Inlet comporte 4 groupes électrogènes. Le groupe
15 électrogène Guascor G3 est une génératrice de 550 kW dont l'installation date de 2009.
16 Le groupe électrogène n'est plus fiable en raison de la fréquence des pannes. Il s'est avéré
17 que les unités Guascor étaient peu fiables et difficiles à entretenir.

18 Depuis avril 2019, l'unité G3 a fonctionné pendant environ 25 % des heures dans l'année
19 (figure 2.5-1).

⁶ Statistique Canada. Recensement canadien de 2021. Accessible au : www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810000201&request_locale=fr Consulté le 11 septembre 2023.



1

Tableau 3.2-1 : Budget des projets (en milliers de \$)

	Kugaaruk 550 kW	Coral Harbour 720 kW	Chesterfield Inlet 320 kW	Whale Cove 400 kW	Pond Inlet 750 kW
Paie SÉQ – Heures normales	278	165	184	165	220
Paie SÉQ – HS	78	65	53	85	90
Matériaux et droits fonciers	27	25	10	105	100
Fret	0	0	0		0
Déplacements et hébergement de la SÉQ	65	40	45	70	75
Repas et dépenses accessoires de la SÉQ	23	20	21	34	32
Location de véhicules et d'équipement	82	35	35	50	50
Achat d'équipement	0	0	0	0	0
Main-d'œuvre de l'entrepreneur	1 089	1 970	1 325	1 635	1 775
Matériaux de l'entrepreneur	2 204	3 145	2 125	2 265	3 690
Déplacements et hébergement des entrepreneurs	316	285	265	220	295
Repas et frais accessoires des entrepreneurs	76	125	89	68	78
Sous-total	4 238	5 875	4 152	4 697	6 405
Imprévus 15 %	636	881	623	705	961
Coûts indirects de 11 %	536	743	525	594	810
Total	5 409	7 499	5 300	5 996	8 176

2

4.0 Répercussions du projet sur les contribuables

3 La SÉQ a analysé les répercussions des projets sur les contribuables. Il convient de noter
 4 que les projets n'auront aucune incidence sur les tarifs avant l'approbation de la requête
 5 de majoration tarifaire générale de la SÉQ suivant la mise en service de la centrale. La SÉQ
 6 a procédé à une analyse des répercussions sur les tarifs en se fondant sur une conception
 7 tarifaire territoriale qui suppose que les projets seront terminés d'ici l'exercice
 8 financier 2026-2027.

9 L'analyse des répercussions sur les tarifs tient compte de l'estimation des coûts de la SÉQ
 10 pour ces projets qui s'élève à 32,380 millions de dollars.

11 Le tableau 4.1-1 présente la hausse graduelle de besoin en revenus estimée engendrée
 12 par le projet de 2,791 millions de dollars. L'augmentation tarifaire estimée à l'échelle du
 13 territoire est de 1,47 cent/kWh.

